



# Bauen um jeden Preis?

Ausbau und Stabilisierung der Stromnetze kosten Milliarden. Doch es gibt Alternativen.

50 Hertz  
Kontrollzentrum  
Neunhagen

FOTOS (2): 50 HERTZ

**E**s war ein Rekord: Am 1. Dezember vergangenen Jahres wurde mit eingespeisten 13.212 MW Windenergie erstmals die Marke von 13.000 MW im Netz des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz durchbrochen. Verantwortlich: Sturmtief Theresa, das dafür sorgte, dass deutschlandweit in der Nacht zum 1. Dezember laut 50Hertz zeitweise mehr als 31.000 MW Windstrom in die Netze eingespeist wurden.

Doch um die Netzstabilität zu gewährleisten, mussten die Übertragungsnetzbetreiber reagieren: Es seien erhebliche Eingriffe in die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken und auch aus Windkraftanlagen nötig gewesen, meldete 50Hertz. Im eigenen Netz mussten in der Spitze knapp 6.000 MW Stromproduktion aus konventionellen Anlagen reduziert und andernorts entsprechend erhöht werden. Windkraftanlagen wurden im 50Hertz-Gebiet zeitweise bis zu 1.800 MW abgeregelt.

Was früher die Ausnahme war, ist heute die Regel: Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber, um die Stabilität der Stromversorgung sicherzustellen. Dabei unterscheidet man Redispatch, Rückgriffe auf Reservekraftwerke und die Abregelung von Windparks, auch Einspeisemanagement (Eisman) genannt. Mittlerweile kommt es auch ohne besondere Ereignisse wie Sturmtiefs fast täglich zu Eingriffen der Netzbetreiber.

Redispatch bedeutet, dass der Übertragungsnetzbetreiber den Plan (Dispatch), den ihm Betreiber konventioneller Kraftwerke bis 14.30 Uhr für den folgenden

Tag anmelden, ändern muss, weil Netzengpässe drohen und Strom nicht abtransportiert werden kann. Kraftwerke, die einspeisen wollten, müssen vom Netz. Andere, hinter dem Netzengpass gelegene Kraftwerke, müssen einspeisen, obwohl das eigentlich nicht geplant war und unwirtschaftlich ist. Die Redispatch-Gesamtmenge hat sich 2015 gegenüber 2014 auf rund 16 Mrd. kWh mehr als verdreifacht. Die Kosten dafür wurden von den Übertragungsnetzbetreibern mit rund 412 Mio. € angegeben. Die Dauer der Redispatch-Maßnahmen hat sich 2015 auf 15.800 Stunden nahezu verdoppelt (2014: rund 8.500 Stunden).

Reichen diese Marktkorrekturen nicht aus, um die Netzstabilität zu gewährleisten, kommen die Reservekraftwerke ins Spiel, die dann angefahren werden. Zuletzt dürfen Übertragungsnetzbetreiber auch Windparks, die in ihr Netz einspeisen, über Eisman abregeln. Und auch hier steigen die Zahlen, die die Bundesnetzagentur jetzt im Monitoringbericht für das vergangene Jahr vorgelegt hat: Von 1,6 Mrd. kWh im Jahr 2014 stieg die Summe des abgeregelteten Windstroms auf 4,7 Mrd kWh. Die geschätzten Entschädigungsansprüche für das Jahr 2015 belaufen sich auf 478 Mio. €. Zuzüglich der Zahlen für Redispatch also Kosten von rund 1 Mrd. €. Die Bundesnetzagentur fürchtet gar, die Zahlen könnten künftig auf über 4 Mrd. € klettern.

## Milliarden für den Netzausbau?

Das Stromnetz ist also voll. Schuld, so argumentieren unter anderem die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesregierung, sind die erneuerbaren Energien, die mit neuen Zubau- und Einspeiserekorden das Stromnetz überfordern. Deshalb ist geplant, das Stromnetz massiv auszubauen. Das Bundesbedarfsplangesetz sieht einen

Bedarf von 6.100 km Stromleitungen, von denen im Netzentwicklungsplan etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert sind. Dazu kommen 1.800 Netzkilometer nach dem Energieleitungsausbaugesetz, die allerdings schon zu einem Drittel gebaut sind. Und das kostet, ebenso wie Redispatch, Einspeisemanagement und Abrufen veralteter Kraftwerke für die Winterreserve, eine Menge Geld. Allein 2015 haben laut Bundesnetzagentur die Übertragungs- und die Verteilnetzbetreiber mehr als 9 Mrd. € investiert, rund 1,3 Mrd. € mehr als 2014.

Der milliardenteure Netzausbau gilt als zwingend notwendig, um die Energiewende zu stemmen. Um zudem kurzfristig Abhilfe vor explodierenden Netzsteuerungsmaßnahmen zu schaffen, hat die Bundesregierung im EEG 2017 die Einführung von Netzausbaubereichen beschlossen. In besonders von Einspeisemanagement betroffenen Gebieten wird die Zubaumenge für Wind an Land auf 58 % des durchschnittlichen Zubaus in den Jahren 2013 bis 2015 begrenzt, um Ausbau der erneuerbaren Energien und Netzausbau besser zu verzahnen.

## Unbundling und Nord-Süd-Gefälle

Dabei liegen die Probleme anders, argumentieren nicht nur Vertreter aus der Branche der Erneuerbaren. Es gibt ein sich verschärfendes Nord-Süd-Gefälle von Stromproduktion und -verbrauch, das durch die Liberalisierung des Strommarktes 1998 entstand: Durch die Unbundling genannte Trennung von Netz und Stromvertrieb gab es für Kraftwerksinvestoren keinen Anreiz

mehr, in der Nähe der Verbraucher zu bauen. Stattdessen wurden andere Gesichtspunkte, etwa die kostengünstige Anlieferung von Brennstoffen auf dem Seeweg, ausschlaggebend. Gleichzeitig entstanden immer mehr dezentrale Einspeiser: Windparks, Photovoltaik- und Biogasanlagen. Mit der Energiewende gingen vor allem konventionelle Kraftwerke im Süden vom Netz, was die Situation zusätzlich verschärfte.

Außerdem belastet der internationale Stromhandel das Übertragungsnetz. »Es gab immer die Vorstellung, dass der freie Stromhandel in der EU über eine Kupferplatte läuft: Egal, wo ich einspeise, der Strom kommt an«, sagt Christian Meyer, Geschäftsführer des Ingenieurbüros für Energiewirtschaft EnergyConsulting Meyer. »Das ist aber nicht so.« Stattdessen blockiere der Stromtransit von Skandinavien in die Niederlande die Windenergieerzeugung in Schleswig Holstein. Der Export in die Schweiz und nach Frankreich hingegen überlaste die Netze in Süddeutschland noch zusätzlich. »Wasserkraftwerke in Süddeutschland speisen daher teilweise zur Spannungshaltung nur noch Blindstrom ein, damit Kohlestrom nach Süddeutschland geliefert werden kann.«

Die Installation von Phasenschiebern an den Grenzen zu Polen und Tschechien hat zudem zur Folge, dass Windstrom aus dem Nordosten komplett westwärts abgeführt werden muss. Stromexporte nach Österreich, das aufgrund der gemeinsamen Preiszone von den niedrigen Preisen in Deutschland profitiert, fließen nun ausschließlich über deutsche Leitungen und verschärfen das Nord-Süd-Gefälle zusätzlich. Abhilfe könnte das ab 2018 geplante Engpassmanagement mit Österreich

bringen, das die Handelsmengen auf die tatsächlichen Übertragungskapazitäten beschränkt, doch die Nachbarn haben bereits Klagen angekündigt.

Zudem wächst Deutschlands Kraftwerkspark trotz Überproduktion immer weiter. Laut Zahlen der Bundesnetzagentur gingen 2015 auch konventionelle Kraftwerke neu ans Netz. Insgesamt sind die Erzeugungskapazitäten im Jahr 2015 auf 204,6 GW angestiegen, davon 106,7 GW konventionell und 97,9 GW erneuerbar.

## »Gespensterdebatte« um verstopfte Leitungen

»Es ist aber nicht der Strom aus erneuerbaren Energien, sondern der Kohlestrom, der die Netze verstopft«, sagt Dr. Claudia Kemfert vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). In einem Gutachten für die Hermann-Scheer-Stiftung, das gemeinsam mit der TU Berlin und der Hertie School of Governance verfasst wurde, spricht sie von einer »Gespensterdebatte«. Die Engpässe im Stromnetz seien gering, die vom Redispatch betroffene Strommenge habe auch 2015 nur bei 1,1 % der gesamten Strommenge gelegen. »Der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte umfangreiche Netzausbaubedarf ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das gegenwärtige Strommarktdesign eine Einspeisegarantie für fossilen Strom nach dem Merit-Order-Prinzip auch in Zeiten hoher Überkapazitäten vorsieht, die dann vor allem für Stromexporte genutzt wird«, kritisiert Kemfert.

Doch so lange sich unflexible fossile Kraftwerke rechnen und auch für die Winterreserve zur Verfügung stehen müssen,



**wind-turbine.com**  
Weltweit größter Marktplatz für gebrauchte Windkraftanlagen

- 2.500 gebrauchte Windkraftanlagen
- ✓ Erreichen Sie mehr als 20.000 Besucher/Monat aus über 200 Ländern

**Jetzt kaufen & verkaufen!**

**Der Versicherungsspezialist !**  
über 25 Jahre Erfahrung in der Absicherung von regenerativen Energiesystemen !

**Wir versichern mit Komplett-Schutz**

**Windenergie- und Solaranlagen und sonstige regenerative Energiesysteme**  
mit z.B. Montage-, Bauherren- und Betreiberhaftpflichtversicherungen, Ausfallbürgschaften, verspätete Inbetriebnahme, Allgefahrendeckung, Zusatzversicherung zum Vollwartungsvertrag, Rechtsschutz usw.

**und wie immer, zu günstigen Beiträgen durch Rahmenverträge!**

Versicherungen **Maklerbüro van Ellen**  
Immobilien **Inh. Lars van Ellen**  
Auktionen 

26605 Aurich - Timmeler Str. 16 - Tel. 04941 - 99 03 3 - www.van-Ellen.com - info@van-Ellen.com

werden weiter Windparks abgeregelt. »Ganz ohne Netzausbau wird es nicht gehen«, meint Dr. Martin Grundmann, Geschäftsführer von ARGE Netz GmbH & Co. KG, die in Schleswig-Holstein ein Erneuerbares Kraftwerk (EEKW) betreibt. »Aber wir brauchen kein Entweder-Oder, sondern ein Sowohl-als-auch: Der alleinige Fokus auf den Stromnetzausbau muss um die regionale Nutzung des Stroms und die Nutzung des Gasnetzes als Speicher erweitert werden.« Es müsse sich daher auch die Vermarktung des Stromes aus erneuerbaren Energien ändern. Derzeit wird der EEG-Strom zu niedrigen Preisen an der Strombörse verkauft. »Ideal wäre aber, möglichst viel Strom auch regional zu verbrauchen«, sagt Grundmann. »Das ist aber über die geförderte Direktvermarktung derzeit nicht möglich.«

Ausnahmen gibt es im neuen EEG laut §27 nur bei negativen Strompreisen und Einspeisemanagement. »Aber wegen der Steuern und Abgaben, die trotzdem auf den

Strom bezahlt werden müssen, rechnet sich das nicht.« Die Möglichkeit, direkt Kunden mit dem erneuerbaren Strom zu versorgen, wie es der Name Direktvermarktung ja suggeriert, gibt es nicht. Es sei aber positiv, dass für die SINTEG-Projekte (»Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende«) so genannte Experimentierklauseln eingeführt werden sollen. Damit werden innovative Sektorkopplungstechnologien auch im Pilotprojekt NEW 4.0 (Norddeutsche Energiewende 4.0) ermöglicht, an dem sich ARGE Netz beteiligt. »Wir wollen erneuerbare Energie aus Schleswig-Holstein mit der Hamburger Industrie verbinden und damit zeigen, wie der Norden Deutschlands zu 100 Prozent sicher, kostengünstig und umweltverträglich durch regenerative Energie versorgt werden kann«, erklärt Grundmann das Projekt. Auch dafür war Netzausbau nötig: »Jetzt erst bauen Tennet und 50Hertz ein so genanntes Dreibein, um damit die Stromnetze Hamburgs und Schleswig-Holsteins zu verbinden. Wenn das im Frühjahr fertig ist, wird es enorme Erleichterungen geben«, prophezeit er.

## Verschärfung im Süden ab 2022

Andere hingegen bezweifeln, dass der Netzausbau überhaupt der richtige Weg ist, um die Probleme der Energiewende zu lösen. Denn das schon jetzt bestehende Nord-Süd-Gefälle bei Stromverbrauch und -erzeugung werde sich mit dem Ende der Kernenergie 2022 noch verschärfen: »In Bayern werden wegen der 10-H-Regelung praktisch keine Windenergieanlagen mehr zugebaut, und auch der dringend benötigte Solarstromausbau ist praktisch zum Erliegen gekommen«, kritisiert Christian Meyer. »Der Kraftwärmekopplungsausbau wird mit dem neuen Kraftwärmekopplungsgesetz und der verpflichtenden Ausschreibung faktisch blockiert, so dass dann im Süden mindestens 10.000 MW Leistung fehlen. So viele Stromleitungen sind weder geplant, noch ist nicht erkennbar, wo die Flächen für den Trassenausbau vorhanden sein sollen. Sie werden also nicht bis zum Jahr 2020 gebaut werden können«, prophezeit Meyer.

Er sieht zudem wachsenden Strombedarf: »Verschärft wird die Situation durch den Ausbau der Elektroheizungen und der elektrischen Wärmepumpen in Süddeutsch-

land. Sie benötigen gerade dann Strom, wenn besonders wenig erneuerbarer Strom zu Verfügung steht, bei Inversionswetterlagen im Winter verdoppelt sich der Leistungsbedarf allein in Baden-Württemberg. Dieser Strombedarf muss dann vollständig aus konventionellen Kraftwerken gedeckt werden.« Eine umweltfreundliche CO<sub>2</sub>-freie Stromversorgung, die gemäß des Klimavertrags von Paris zur Einhaltung des 1,5°-Ziels ab dem Jahr 2035 notwendig ist, werde so technisch unmöglich gemacht.

Er schlägt einen anderen, dezentralen Weg vor: eine Kombination aus Wind, Sonne und Kraft-Wärmekopplung in jedem 110-kV-Netz. »Photovoltaik und Windenergie ergänzen sich regional gut.« Die dann auftretenden Versorgungslücken ließen sich am besten über KWK-Anlagen schließen. Zunächst verbrauchen sie Erdgas und später Gas, das aus Strom von EEG-Anlagen, deren Förderung ausgelaufen ist, produziert wird. »Ziel muss es sein, den Zubau von PV-Anlagen auf 15.000 MW pro Jahr und den Windstromausbau an Land auf 9.000 MW pro Jahr zu steigen, anstatt ihn dramatisch zu bremsen«, fordert Meyer.

Netztechnisch sei die dezentrale Stromerzeugung kein Problem, denn anders als das Übertragungsnetz sei das Stromverteilnetz hinsichtlich der Stromtragfähigkeit der verbauten Leitungen bei weitem nicht ausgelastet. »Die Netzanschlussregeln verhindern, dass die Möglichkeiten des Netzes auch ausgeschöpft werden«, kritisiert er. Die meisten Leitungen im Verteilnetz seien nur zu 20 % ausgelastet. Trotzdem werde von Netzausbau gesprochen »Das ist, als ob ich eine fünfspurige Straße habe, auf der nur auf einer Spur Autos fahren, und plane schon die nächste Autobahn.«

## Netzertüchtigung toppt Netzausbau

Neben dem Ausbau des regionalen Verbrauchs, der lange Übertragungsleitungen überflüssig machen könnte, stellt sich die Frage, ob auch das Übertragungsnetz überhaupt technisch bereits am Ende seiner Möglichkeiten angekommen ist. Netzstabilität hat in Deutschland einen absoluten Vorrang. Es gilt die so genannte »n minus 1«-Regelung: Es muss ein Betriebsmittel ausfallen dürfen, ohne dass die Stabilität ins Schlingern gerät. Das gilt für Umspannwerke genauso wie für



Leistungsschalter schützen nachgeordnete Anlagen vor Schäden durch Überlast oder Kurzschluss

Leitungen oder Trafos. »Derzeit werden im Stromnetz vorbeugend Maßnahmen ergriffen, damit auch im »n minus 1«-Fall nichts passiert«, sagt Professor Istvan Erlich vom Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg. »Es gibt aber technische Maßnahmen, mit denen man Zeit für den Netzausbau gewinnen kann und die relativ schnell umsetzbar sind.« Dazu zählten beispielsweise der Einsatz von Hybridleitungen im Übertragungsnetz oder die Beseilung bestehender Trassen mit Hochtemperatur- und Hochstromseilen. »Das sind kleine Bausteine, um Redispatch- oder Eisman-Regelungen abzumildern, die aber genau geprüft werden müssen«, betont Erlich. Der Vorteil: Technische Ertüchtigung der Netze steigert die Übertragungsleistung und kann deutlich schneller genehmigt werden als eine neue Stromtrasse.

Mehr erreichen könne man über eine intelligente Netzsteuerung, genannt Dynamic Security Assessment (DAS). Eine Software berechnet die Dynamik des Netzes in Echtzeit und ermittelt Gegenmaßnahmen. »Anders als jetzt würde man erst reagieren, wenn eine Leitung oder ein Bauteil tatsächlich überlastet ist oder ausfällt«, erklärt Erlich. »Wir schlagen vor, nicht vorbeugend, sondern korrektiv zu steuern.« Wenn also beispielsweise ein Transformator ausfiele und der andere mit 130 % überlastet ist, könne dieser das vielleicht 30 Minuten aushalten, ohne dass das Netz Schaden nehme. 30 Minuten, in denen nichts abgeregelt werden muss und andere Maßnahmen getroffen werden können. »Der Dispatcher müsste das laufend berechnen, um alle Fälle abzudecken«, so Erlich. Vonnöten ist dann ein intelligentes Management- und Schutzsystem, das automatisch Gegenmaßnahmen ergreift, wenn ein Fehler auftritt. »Es wäre ein bisschen Smart Grid«, nennt Erlich das. »Damit könnte man einen gewissen Anteil der jetzigen Abregelungsmaßnahmen vermeiden«, sagt er, »es geht aber natürlich zu Lasten eines höheren Risikos.« In drei Jahren könne ein solches System umgesetzt werden.

Es gibt also durchaus Möglichkeiten, Engpässe im Übertragungsnetz auch kurzfristig durch Netzoptimierungs- und verstärkungsmaßnahmen zu beheben,

zumal das im Energiewirtschaftsgesetz verankerte NOVA-Prinzip (Netzoptimierung und -verstärkung vor Netzausbau) dies den Netzbetreibern auch vorschreibt. »Die Möglichkeiten der Netzoptimierung und -verstärkung werden aber nicht konsequent ausgeschöpft und umgesetzt, weil damit weniger Geld verdient wird als mit dem Netzausbau«, kritisiert Udo Paschedag. Der Rechtsanwalt war früher im Bundesumweltministerium für die Netzintegration der Erneuerbaren Energien als Referatsleiter zuständig. Er hat an einer Studie der Fichtner-Gruppe mitgearbeitet, die sich zwar eigentlich mit dem Anschluss der Offshore-Windkraft beschäftigt, aber auch die Verbindungen an Land mit in den Fokus nimmt.

Der wirtschaftliche Anreiz, neue Leitungen zu bauen, ist groß: Zum einen erhalten die Netzbetreiber derzeit eine Eigenkapitalverzinsung auf Investitionen ins Stromnetz von mehr als 9 %. Erst 2019 sinkt sie auf 6,91 %. Zum anderen beziehen sich die anrechenbaren Betriebskosten (OPEX) auf die Höhe der Investitionen. »3,4 Prozent der Investitionskosten werden als Betriebskosten pauschal über 20 Jahre auf die Netzentgelte umgelegt, obwohl sie eigentlich gemäß §23 Anreizregulierungsverordnung nach dem Ende des Investitionsgenehmigungszeitraums, spätestens nach Inbetriebnahme des neuen Netzanschlusses oder der Netzverbindung, spitz abgerechnet werden müssten«, sagt Paschedag und beruft sich dabei auf ein entsprechendes Rechtsgutachten von Prof. Mohr von der Universität Dresden. »Je höher die auf die Netzentgelte umlegbaren Investitionskosten sind und damit das Anlagevermögen steigt, umso mehr verdienen die Netzbetreiber. Das Interesse an Netzoptimierung und -verstärkung tritt demgegenüber in den Hintergrund«, schlussfolgert Paschedag.

Es bleibt also eine knifflige Situation. Mittlerweile reagieren aber auch die Übertragungsnetzbetreiber: Tennet hat in einer Studie einen Netzstresstest berechnen lassen. Mit den dort vorgeschlagenen Maßnahmen, wie dem Ausbau von Solarstromspeichern in Süddeutschland, könnte der Netzausbau verringert werden – ab 2030.

Katharina Wolf

**DANKE** an unsere Kooperationspartner für die vertrauensvolle Zusammenarbeit!

204 MW, 63 WEA  
**2016**  
in Deutschland



Fortsetzung folgt ...

**2017**

Gemeinsam mit Ihnen!



**Dr. Kay Dahlke**  
Geschäftsführer  
in der UKA-Zentrale  
Kooperationen/  
Internationales Geschäft  
dahlke@uka-meissen.de

**Ralf Breuer**  
Geschäftsführer UKA Meißen  
Projektentwicklung  
breuer@uka-meissen.de

[www.uka-gruppe.de](http://www.uka-gruppe.de)